

**ÓPTIMA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN ALIMENTADORES
CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MAXIMIZAR LA
CONFIABILIDAD MEDIANTE MINLP**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
ÓPTIMA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN ALIMENTADORES
CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MAXIMIZAR LA
CONFIABILIDAD MEDIANTE MINLP**

**AUTOR:
JOSÉ DAMIÁN ZAPATA VERDEZOTO**

**DIRECTOR:
ALEX VALENZUELA**

Quito, Abril 2018

José Damián Zapata Verdezoto

**ÓPTIMA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN ALIMENTADORES CON
GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MAXIMIZAR LA CONFIABILIDAD
MEDIANTE MINLP**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2018
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña de autores e información de contacto:



José Damián Zapata Verdezoto (Y'1984-M'06). Realizó sus estudios secundarios en el Instituto Técnico Superior "Sucre", se graduó de técnico industrial especialización electricidad. Egresado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus intereses de investigación incluyen las siguientes áreas: coordinación de protecciones, optimización de sistemas de distribución y generación distribuida.

damianzapata@gmail.com

Dirigido por:



Alex David Valenzuela Santillán (Y'1989 – M'12). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en diciembre 2013, Además realizó estudios de maestría en Newcastle University en el Reino Unido, donde obtuvo el título en Power Distribution Engineering MSc. Actualmente es profesor ocasional tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana.

avalenzuela@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2018 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo Alex Valenzuela declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *Óptima coordinación de protecciones en alimentadores con generación distribuida para maximizar la confiabilidad mediante MINLP* realizado por José Damián Zapata Verdezoto, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Abril 2018



.....
Alex David Valenzuela Santillán
Cédula de identidad: 1721848644

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, José Damián Zapata Verdezoto, con documento de identificación N° 1716845662, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: “Óptima Coordinación de Protecciones en Alimentadores con Generación Distribuida para Maximizar la Confiabilidad mediante MINLP”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



.....

Nombre: José Damián Zapata Verdezoto.

Cédula: 1716845662

Fecha: Quito, Abril 2018

ÍNDICE GENERAL

Resumen.....	1
1. Introducción	2
2. Coordinación de protecciones en sistemas de distribución.....	4
2.1. Relés de sobrecorriente	4
2.2. Seccionadores.....	4
2.3. Reconectores	5
3. Generación distribuida	5
3.1. Pérdidas en sistemas de distribución.....	6
3.2. Formulación para flujos de potencia	7
4. Formulación del problema	7
4.1. Algoritmo de resolución del problema propuesto	9
5. Análisis de resultados.....	9
5.1. Caso de estudio inicial	9
5.2. Inyección de generación distribuida.....	11
5.3. Pérdidas en el sistema	12
5.4. Coordinación de protecciones	13
6. Conclusiones	15
7. Referencias	15
8. Estado del arte	18

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Coordinación de protecciones con GD.....	3
Figura 2: Esquema de 33 barras de la IEEE.....	10
Figura 3. Voltaje en el esquema de la IEEE de 33 barras.....	10
Figura 4. Potencia de generación en el esquema de la IEEE de 33 barras.....	11
Figura 5. Esquema de 33 barras de la IEEE con GD.....	11
Figura 6. Voltaje en el esquema de la IEEE de 33 barras con GD.....	12
Figura 7. Potencia de generación en el esquema de la IEEE de 33 barras con GD.....	12
Figura 8. Reducción de pérdidas activas en el sistema.....	13
Figura 9. Curvas corriente tiempo sin GD.....	13
Figura 10. Curvas corriente tiempo con GD.....	15
Figura 11. Resumen e Indicadores del Estado del Arte.....	21

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características principales de GD.....	6
Tabla 2: Elementos asociados a pérdidas en conductores.....	6
Tabla 3. Elementos descritos para el balance de potencias.....	7
Tabla 4. Descripción de elementos asociados.....	9
Tabla 5. Voltajes (pu) en las barras del sistema en condiciones iniciales.....	10
Tabla 6. Ubicación de GD en el sistema.....	11
Tabla 7. Voltajes (pu) en las barras del sistema con inyección de GD.....	12
Tabla 8. Pérdidas activas.....	12
Tabla 9. Cálculo corriente pickup sin GD.....	13
Tabla 10. Cálculo corriente pickup con GD.....	14
Tabla 11. Elementos descritos para el cálculo del tiempo de operación.....	14
Tabla 12. Constantes norma IEC.	14
Tabla 13. Cálculo dial.	14

ÓPTIMA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN ALIMENTADORES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MAXIMIZAR LA CONFIABILIDAD MEDIANTE MINLP

Resumen

El artículo hace referencia a la óptima coordinación de protecciones en sistemas de distribución, dado que en dichos sistemas se presenta un aumento de las corrientes de cortocircuito teniendo como resultado que las protecciones pierdan velocidad de disparo y selectividad.

Se simulara un flujo de potencia en el sistema eléctrico de 33 nodos de la IEEE, para determinar las variables eléctricas asociadas a la calidad del producto.

La metodología considera también aplicar un modelo de programación no lineal entera mixta (MINLP) para la solución de flujos de potencia, donde se incluirá variables binarias que decidan la implementación de generación distribuida (GD) en los nodos del sistema eléctrico.

La misma que se resolverá mediante el optimizador GAMS, considerando como función objetivo la minimización de pérdidas activas y así incrementar la confiabilidad a la implementación de GD. Como resultado de dicha optimización se llegará a realizar la coordinación de protecciones para mejorar el sistema eléctrico considerando la GD.

Palabras Clave: generación distribuida, coordinación de protecciones, programación no lineal, confiabilidad, sistemas de distribución.

Abstract

The article refers to the optimal protection coordination on distribution systems, due to the fact that, normally on these systems there is an increase in short-circuit currents resulting in the delay of protection coordination and decreasing selectivity.

A power flow will be simulated in the electrical system of 33 nodes of the IEEE, to determine the electrical variables associated with the quality of the product. The methodology also considers the application of a Mixed Integer Nonlinear Programming Model (MINLP), for the solution of power flows, which will include binary variables that decide the implementation of distributed generation (DG) in the nodes of the electrical system.

The solution is performed using GAMS as optimizer, considering as an objective function the minimization of active losses and thus increase the reliability to the implementation of DG.

As a result of this optimization, coordination of protections will be made to improve the electrical system considering the DG.

Keywords: distributed generation, protection coordination, non-linear programming, reliability, distribution systems.

1. Introducción

Los sistemas de distribución de energía eléctrica están compuestos de protecciones para sobrecorrientes y sobrevoltajes, estos elementos tienen la función principal de operar de manera automática cuando ocurre una falla o sobrecarga del sistema eléctrico y conducir a tierra las corrientes con un valor al máximo aceptado, para evitar algún tipo de eventualidad que pueda perjudicar el funcionamiento normal del resto del sistema de distribución [1].

Los sistemas eléctricos de distribución han sido tradicionalmente diseñados en forma radial lo que ocasiona que los flujos de potencia circulen en una sola dirección [1].

La confiabilidad dentro de los sistemas eléctricos, forma una parte esencial para la planificación de los sistemas eléctricos de distribución; la creciente demanda de energía, el deterioro de las infraestructuras y con el continuo crecimiento de las redes eléctricas son factores importantes que influyen en la confiabilidad de los sistemas [2]. El mercado eléctrico se encuentra sujeto a entidades de regulación que vigilan el fiel cumplimiento de estándares respecto a la calidad de servicio [3], controlando parámetros de operación para entregar un servicio continuo de electricidad satisfaciendo las múltiples necesidades de usuarios, las empresas de distribución han fomentado normas e invertido recursos para suplir ciertas contingencias que se presentan en el día a día para evitar desconexiones de carga [2] [3].

Mediante la inserción de la generación distribuida (GD) en los sistemas de distribución, los flujos de potencia circulan en ambos sentidos, lo que genera diferentes impactos en las condiciones operativas del sistema [4] [5], uno de los aspectos en contra es el

inadecuado funcionamiento de los elementos de protección.

Por otra parte, la inyección de GD genera una mayor confiabilidad en el sistema y así se puede suministrar al cliente energía eléctrica de calidad.

En los últimos años se ha desplegado en una cantidad considerable varias instalaciones de GD que se han conectado a las redes de distribución de energía eléctrica [5].

GD tiene características importantes, porque su punto de conexión esta cercano a la carga, a diferencia de los centros de generación convencionales, ya que en estos su punto de conexión está ubicado en los sistemas de transmisión [5] [6].

La GD puede usarse de forma aislada, para abastecer la demanda local del consumidor, o de forma integrada, suministrando energía al resto del sistema eléctrico. En los sistemas de distribución, la GD proporciona varios beneficios para los usuarios y para los servicios públicos, especialmente en sitios donde la central de generación es difícil de implementar o donde hay deficiencias en el sistema [7].

Las protecciones tienen una función importante en los sistemas eléctricos de distribución (SEP), ya que son ellos los encargados de proteger a todos los elementos del sistema.

Una inadecuada coordinación de las protecciones eléctricas; sean estos relés, seccionadores o reconectadores pueden operar en momentos en que no sean necesarios [5] [8].

Para que no exista un accionamiento equivocado de las protecciones se debe tener una adecuada coordinación de dispositivos de protección en los sistemas de distribución, no solo por la mejora en la confiabilidad del sistema, sino también por el incremento en la calidad y continuidad del servicio [9].

Una coordinación exitosa de las protecciones, con la inyección de GD tiene los siguientes beneficios [9];

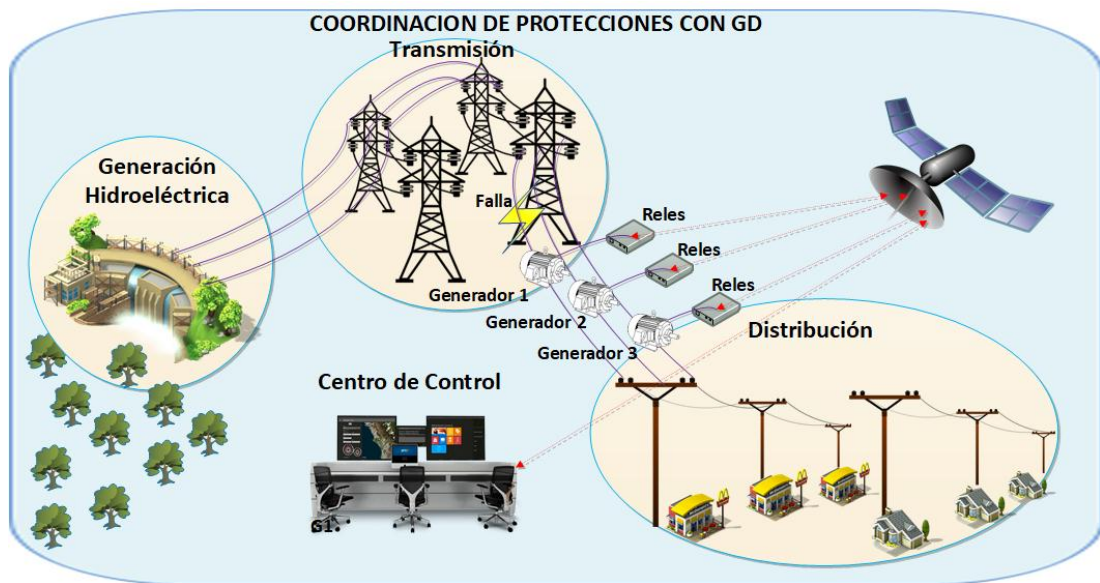


Figura 1. Coordinación de protecciones con GD

- Mejoran la continuidad del servicio.
- Disminución de las pérdidas económicas y aumento de los índices de confiabilidad.
- Impiden que las empresas de distribución paguen más por la energía no vendida.

Para minimizar el efecto de las fallas dentro de los sistemas de distribución y poder brindar una mayor seguridad y confiabilidad en la estructura del sistema, es necesario determinar una óptima coordinación de protecciones con una alta gama de tecnologías y dispositivos presentes en el mercado, con los cuales se podrá fortalecer al sistema evitando ciertas contingencias perjudiciales para el sistema, además que el esquema de protecciones debe ser capaz de detectar y localizar todo tipo de falla [10]. Los equipos de protección considerados para el despeje y reconexión son normalmente utilizados en sistemas de distribución son: seccionadores, reconectadores y relés [10] [11].

Cuando se realiza la implementación de la GD en el sistema de distribución este ayuda a contrarrestar los niveles muy bajos de voltaje que existen [12]

[13], cabe indicar que la inyección al sistema debe ser de manera apropiada. Uno de los problemas para determinar la ubicación de GD es intrínsecamente no lineal, por lo anteriormente descrito en el presente artículo se propone la ubicación de la GD, en base a las características de los generadores, las pérdidas del sistema y las restricciones de potencia activa, lo que conlleva al desarrollo del modelo de optimización no lineal entera mixta (MINLP) [12], para lo cual se lo resolverá a través de la aplicación que lleva como nombre General Algebraic Modeling System (GAMS).

Donde se evaluará la minimización de pérdidas activas y se incrementará la confiabilidad al momento de ingresar la GD al sistema.

Para la simulación de flujo de potencia este artículo se basa en el modelo de 33 barras de la IEEE de distribución, en el cual se determinará la ubicación de la GD, con la finalidad de llegar a la coordinación de las protecciones en el sistema de distribución [14].

Este artículo se organiza de la siguiente manera: en la sección II se describe y detalla la coordinación de protecciones en los sistemas eléctricos de distribución. En la sección III se

presenta la generación distribuida (GD). En la sección IV se establece la formulación del problema. En la sección V se realiza el análisis de resultados. Finalmente, en la sección VI se presentan las conclusiones.

2. Coordinación de protecciones en sistemas de distribución.

Las protecciones para un sistema eléctrico de distribución son muy importantes ya que protegen al sistema ante una falla.

Para los sistemas de distribución la principal función de las protecciones es aislar, proteger y evitar el daño de los equipos conectados, del personal técnico y usuarios. El sistema de protecciones debe cuidar los equipos del sistema y aislar el lugar donde ocurrió la falla.

Existen muchos tipos de protecciones que nos ayudan a proteger el sistema, a continuación se mencionan algunas de ellas.

2.1. Relés de sobrecorriente

Dichos relés actúan cuando detectan una falla en el área de protecciones asignada, los relés se clasifican de la siguiente manera [15] [16]:

Los relés de sobrecorriente operan de acuerdo al sentido de detección de la corriente.

- Los relés de sobrecorriente direccionales; actúan cuando el sentido de la corriente circula en ambos sentidos del sistema, bidireccionalmente [16].
- Los relés de sobrecorriente no direccionales; actúan cuando la corriente en el sistema circula por un solo sentido, es decir unidireccionalmente [16].

Los relés de sobrecorriente pueden operar también de acuerdo al tiempo de operación[15] [16].

- Relés de sobrecorriente de tipo instantáneo; dicha protección actúa en un tiempo menor a 50ms.
- Relés de sobrecorriente de tipo temporizado; estos relés actúan un tiempo después de detectar la falla, cuando la corriente alcanza el valor permitido [15].

También cabe mencionar que los relés de sobrecorriente actúan de acuerdo a las características de operación, a continuación se describe los tres tipos [15] [16]:

- Relés de sobrecorriente tipo definida; este relé ingresa en funcionamiento al momento que la corriente llega a un valor establecido.
- Relés de sobrecorriente tipo definida y tiempo definido; estos relés permiten ajustar su operación para diferentes niveles de corriente [15].
- Relés de sobrecorriente de tiempo inverso; entran en funcionamiento en un tiempo que es de manera inversamente proporcional a la corriente de falla, la ventaja de este relé es que ante corrientes muy altas el tiempo de disparo de la protección es muy corto [15] [16].

2.2. Seccionadores

Los seccionadores son dispositivos que actúan cuando existe una falla en los circuitos de distribución, estos elementos se los utiliza aguas abajo del disyuntor principal [15] [16]. Este tipo de protecciones abre y aísla la sección donde ocurrió la falla, además

de restablecer el servicio en zonas libres de falla [16].

Los seccionadores se usan mucho en lugar de los reconectores ya que estos ayudan a reponer el servicio rápidamente. Para un adecuado uso y aplicación de los seccionadores, se debe tener en cuenta los siguientes criterios [16] [17]:

- Al seccionador se lo puede usar en serie con otro tipo de protecciones.
- Los seccionadores no tienen curva de operación tiempo corriente y se coordinan en base a los reconectores.

El uso de seccionadores tiene algunas ventajas, las cuales se menciona a continuación [18]:

- Los seccionadores tienen un costo de mantenimiento menor, comparado a otros dispositivos de protección.
- Estos dispositivos o elementos de protección se los puede usar para conectar y desconectar líneas de carga, siempre que estén en su rango admisible de funcionamiento.

2.3. Reconectores

Los reconectores son protecciones que detectan sobrecorrientes y su función principal es la de interrumpir el circuito, cuando exista una falla se abre y se cierra automáticamente para rehabilitar la continuidad del servicio eléctrico [16] [17].

Debido a que existen fallas de tipo temporales, este tipo de protecciones evitan y dejan fuera de operación una parte del sistema.

Los reconectores se pueden usar en sistemas monofásicos, trifásicos y en lugares específicos del sistema que se detallan a continuación [17];

- Como protección primaria para subestaciones eléctricas.
- Para seccionar las líneas de transmisión de larga distancia y prevenir la salida del circuito completo, debido a una falla.
- Como protección es utilizada en derivaciones del sistema, para prevenir la salida del circuito principal a causa de una falla [17].

3. Generación distribuida

La generación distribuida (GD) se ha incluido en los sistemas eléctricos de distribución, ya que hay variables que afectan la confiabilidad, calidad y el funcionamiento del mismo. Uno de los problemas principales es que las redes están operando al máximo de su capacidad permitida y esto da lugar a enormes caídas de voltaje en el sistema [19], [20].

Debido a este gran problema y para dar solución, se ha empleado nuevos tipos de generación más eficientes y amigables con el ecosistema, como lo es la GD [20].

La GD no tiene una definición común, es por eso que es denominada como una generación no convencional a pequeña escala, la cual es conectada en la carga del sistema de distribución o cerca de ella [21], pero se debe saber y tener en cuenta que la GD no es un concepto presentado recientemente, simplemente es un concepto básico que está teniendo y tomando una mayor importancia debido a factores que demandan aplicación e inserción en sistemas de distribución [20] [21].

Las tecnologías utilizadas para este tipo de generación no convencional son accesibles ya sea en funcionalidad, operación, tamaño y capacidad. La GD tiene formas de generación con las cuales trabaja, a continuación se describe algunas de ellas [21]:

- Generación fotovoltaica
- Generación eólica
- Micro turbinas
- Turbinas de Gas
- Células de combustión

Las tecnologías de GD, anteriormente descritas tienen propias características como; la eficiencia eléctrica y el valor nominal de electricidad, como se muestra en la tabla 1 [20] [21].

Tabla 1: Características principales de GD [21]

Tipos	Electricidad nominal	Eficiencia Eléctrica %
Generación eólica	>5MW	15-30
Micro Turbinas	30kW–400kW	14-30
Turbina de gas	500kW-30MW	21-40
Generación fotovoltaica	Residencial: 2kWp Comercial; 50kWp Industrial; 500kWp	15

Para un sistema de distribución la GD brinda un mayor despacho de carga uniforme y por esta razón el servicio eléctrico que proporciona es de un alto nivel de confiabilidad y seguridad.

La GD tiene muchos beneficios, la más importante para el sistema es la mejora de la confiabilidad como se lo menciona anteriormente, además la GD responde más rápido que un sistema tradicional ante una condición cambiante en la demanda del sistema [21].

Por ende la inclusión de la GD en el sistema de distribución, cambia la estructura radial del mismo y de esta manera ayuda a reducir las caídas de voltaje que se presenta en cada uno de los nodos [18] [21].

3.1. Pérdidas en sistemas de distribución

Al momento de transportar la energía eléctrica en el sistema está siempre

tendrá pérdidas, por ende las empresas de distribución pretenden e intentan minimizar las pérdidas para no tener déficit económico [23].

$$P = I^2 * R \quad (1)$$

$$E_{pérdida} = \int_0^t R * I^2(t) * dt \quad (2)$$

En la ecuación (1) y (2) se describe las ecuaciones de las pérdidas, ya que al instante de circular una corriente sobre un material con una resistencia, se produce el efecto Joule, que es la transformación de la energía eléctrica en calor, y así se genera pérdidas en el sistema [23] [24].

Al momento de calcular una pérdida en un determinado conductor el valor de la corriente es conocido, ya que este valor de corriente es la demanda al sistema, en la ecuación (3) se puede observar la resistencia asociada a los conductores circulares [23] [24]. En la tabla 2 se describe los elementos asociados.

$$R = \frac{\rho * l}{S} \quad (3)$$

Tabla 2: Elementos asociados a pérdidas en conductores

Nombre	Descripción
<i>P</i>	Potencia activa
<i>V</i>	Voltaje
<i>I</i>	Corriente
<i>R</i>	Resistencia
<i>Eperdida</i>	Energía pérdida
<i>S</i>	Sección del conductor
<i>l</i>	Longitud de la línea
<i>ρ</i>	Resistividad del material

El valor de ρ le corresponde al tipo de material del cual está compuesto un conductor [23].

Cuando se tienen varias resistencias conectadas en serie, estas son las que

generan mayores pérdidas técnicas por efecto Joule y estas son las que tienen mayor relevancia al momento de minimizar las pérdidas [22] [23].

3.2. Formulación para flujos de potencia

En este caso el estudio de flujos de potencia ayuda a generar el modelo de optimización para la GD en un sistema de distribución.

Al momento de ejecutar el flujo de potencia las principales características que se obtienen son; los ángulos de fase de los nodos y las magnitudes, tenemos también potencia reactiva en generación, y potencia reactiva en líneas de transmisión [25].

La principal característica que se debe tener en cuenta para el estudio de flujo de potencia es la impedancia de las líneas y las cargas implícitas que se encuentran en cada una de ellas, con esos datos se calcula la matriz de admitancia o “Y de bus”.

Mediante la ecuación (4) se determina la matriz de impedancia, que está formada por los elementos que están conectados entre sí en las barras del sistema eléctrico [16] [25].

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \cos \phi_{ij} + j|Y_{ij}| \sin \phi_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (4)$$

Y queda definida por la matriz (5).

$$Y_{ij} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & -Y_{in} & \cdots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & Y_{ii} & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & \ddots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \cdots & -Y_{in} & Y_{ii} \end{bmatrix} \quad (5)$$

En la ecuación (6) se tiene el voltaje para cada una de las barras [25].

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos \delta_i + j|V_i| \sin \delta_i \quad (6)$$

Para obtener los valores de la potencia activa y potencia reactiva de un flujo se aplica las ecuaciones (7) y (8), con

las ecuaciones mencionadas se realiza el cálculo del balance de potencias en cada uno de los nodos [25] [26] en la tabla 3 se describe los elementos.

$$P_i - jQ_i = Y_{ii}V_i^2 + V_i * \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n, i \in N \quad (7)$$

$$P_i - jQ_i = |Y_{ii}V_i|^2 \angle(\phi_{ii}) + \sum_{n=1}^N |V_i Y_{in} V_n| \angle(\phi_{in} + \delta_n - \delta_i), i \in N \quad (8)$$

Tabla 3: Elementos descritos para el balance de potencias

Nombre	Descripción
P_i	Flujo de potencia activa del nodo i
Q_i	Flujo de potencia reactiva del nodo i
ϕ_{in}	Ángulo entre la admitancia i y k
V	Voltaje del nodo i
$ V_i $	Voltaje en el nodo i

4. Formulación del problema

El modelo matemático que será resuelto es una programación no lineal entera mixta (MINLP), el mismo que se resolverá mediante una herramienta computacional, ya que este programa soluciona problemas de optimización. La función objetivo se determina en la ecuación (9), que es la minimización de pérdidas activas y así incrementar la confiabilidad a la implementación de GD.

$$FO = \text{Min} \sum_{i=1}^n (Pg_i - P_{ci}) \quad (9)$$

Para llevar a cabo la optimización se tiene que cumplir ciertas restricciones, en la ecuación (10) y (11) se menciona la potencia activa y reactiva que una barra entrega al sistema, que es igual a la potencia activa y reactiva que ingresa a dicha barra.

$$\sum P_{in_i} - \sum P_{out_i} = \sum_{k=1}^n |V_i| * |V_k| * (g_{ik} \cos \delta_{ik} + b_{ik} \sin \delta_{ik}) \quad (10)$$

$$\sum Q_{in_i} - \sum Q_{out_i} = \sum_{k=1}^n |V_i| * |V_k| * (g_{ik} \sin \delta_{ik} - b_{ik} \cos \delta_{ik}) \quad (11)$$

En la ecuación (12) se describe los voltajes mínimos y voltajes máximos tolerables que se utilizan para sistemas de distribución que están en el rango de 0.9pu a 1.1pu respectivamente, con estos datos se realiza la optimización en nuestro sistema.

$$V_{min_i} \leq V_i \leq V_{max_i} \quad (12)$$

El instante de realizar la optimización se tiene en cuenta la cargabilidad, que es la máxima potencia que se puede transferir a una línea por cada enlace o por cada carga, a eso se conoce como SIL, la ecuación (13) hace referencia al nivel de voltaje que circula.

$$P_{maxl_{ik}} = SIL = \frac{KV_l^2}{\sqrt{L/C}} \quad (13)$$

La variable binaria tiene su restricción como se aprecia en la ecuación (14), que es utilizada para analizar nodo por nodo si este es óptimo colocar un generador distribuido en dicho nodo, para mejorar el sistema.

$$GD_{max} \in \{0,1\} \quad (14)$$

Para el cálculo de la potencia máxima de generación distribuida se debe tener ciertas restricciones como limitación, es por eso que la ecuación (15), (16),

(17) y (18) restringen las potencias activas y reactivas tanto máximas como las mínimas de los distintos generadores distribuidos asociados a una variable binaria la cual se activa donde hay generación y no se activa cuando no hay generación y obtener la ubicación óptima para mejorar el sistema de distribución.

$$PGD_i \leq P_{maxGD_i} * U_{GD_i} \quad (15)$$

$$PGD_i \geq P_{minGD_i} * U_{GD_i} \quad (16)$$

$$QGD_i \leq Q_{maxGD_i} * U_{GD_i} \quad (17)$$

$$QGD_i \geq Q_{minGD_i} * U_{GD_i} \quad (18)$$

La última restricción y una de las más importantes es el número máximo de generadores que pueden ingresar en funcionamiento, esta se define en la ecuación (19).

$$\sum_{i=1}^n U_{GD_i} \leq N_{maxGD} \quad (19)$$

En este caso de estudio ingresan en funcionamiento cuatro generadores distribuidos, esto de acuerdo a un criterio de confiabilidad en sistemas de distribución pequeños, con el cual se obtiene mejores perfiles y menos pérdidas. Estos generadores GD se encuentran controlados para abastecer la demanda del sistema.

No se puede ingresar más generadores ya que en este caso el sistema entrega más energía, la misma que sería desperdiciada al no ser aceptada, esto provoca que el sistema se vuelva inestable bajo condiciones de carga menor y que funcione de una manera inadecuada con lo que se pierde confiabilidad. A continuación, en la tabla 4 se describe los elementos asociados.

Tabla 4: Descripción de elementos asociados

Nombre	Descripción
FO	Función objetivo
n	Número máximo de generadores
Pg_i	Potencia del generador i -ésimo
P_{ci}	Potencia de carga de los nodos i
Pin_i	Potencia activa de entrada al nodo i
$Pout_i$	Potencia activa de salida del nodo i
Qin_i	Potencia reactiva de entrada del nodo i
$Qout_i$	Potencia reactiva de salida del bus i
$ V_i $	Voltaje en el nodo i
$ V_k $	Voltaje en el nodo k
g_{ik}	ik -ésimo elemento de la matriz de conductancia mutua
b_{ik}	ik -ésimo elemento de la matriz de susceptancia mutua
δ_{ik}	Ángulo de voltaje entre el nodo i y el nodo k
SIL	Surge impedance loading
PGD_i	Potencia activa del generador distribuido en el nodo i
$PmaxGD_i$	Potencia activa máxima del generador distribuido en el nodo i
$PminGD_i$	Potencia activa mínima del generador distribuido en el nodo i
QGD_i	Potencia reactiva del generador distribuido en el nodo i
$QmaxGD$	Potencia reactiva máxima del generador distribuido en el nodo i
$QminGD_i$	Potencia reactiva mínima del generador distribuido en el nodo i
U_{GDi}	Variable binaria para cada generador distribuido a ser ubicado en el nodo i
N_{GDmas}	Número máximo de GD a ubicar en el sistema
\in	Pequeña cantidad que determina un límite. Pertenece (a)

4.1. Algoritmo de resolución del problema propuesto

Para la solución del método propuesto se presenta el algoritmo con el cual se va a realizar la optimización.

Algoritmo de resolución

Paso 1: Ingreso de datos del sistema.

Paso 2: Set Matriz de admitancias “Ybus”.

Paso 3: Set Valores iniciales de las variables eléctricas.

Paso 4: Problema de Optimización en GAMS.

Set Condiciones iniciales

Set Variable binaria

$$GD_{max} \in \{0,1\}$$

Set Restricciones de igualdad.

$$\sum Pin_i - \sum Pout_i = \sum_{k=1}^n |V_i| * |V_k| * (g_{ik} \cos \delta_{ik} + b_{ik} \sin \delta_{ik})$$

$$\sum Qin_i - \sum Qout_i = \sum_{k=1}^n |V_i| * |V_k| * (g_{ik} \sin \delta_{ik} - b_{ik} \cos \delta_{ik})$$

Set Restricciones de desigualdad.

$$Vmin_i \leq V_i \leq Vmax_i$$

$$PGD_i \leq PmaxGD_i * U_{GDi}$$

$$PGD_i \geq PminGD_i * U_{GDi}$$

$$QGD_i \leq QmaxGD_i * U_{GDi}$$

$$QGD_i \geq QminGD_i * U_{GDi}$$

$$\sum_{i=1}^n U_{GDi} \leq NmaxGD$$

Paso 5: Minimización de la FO e ingreso de la GD.

$$FO = Min \sum_{i=1}^n (Pg_i - P_{ci})$$

Paso 6: Se repiten paso 1 – 5 para los distintos escenarios.

Paso 7: Análisis de resultados, mediante la implementación de la GD, voltajes del sistema y pérdidas.

Paso 8: Fin.

Terminar

5. Análisis de resultados

Una vez realizado la optimización, se procedió con la solución del modelo matemático planteado, obteniendo los resultados correspondientes, los cuales se analizan en la presente sección.

5.1. Caso de estudio inicial

Para analizar el caso de estudio, se considera un esquema de distribución radial de 33 barras.

Los valores iniciales del sistema en este caso de estudio se mencionan a continuación:

El voltaje nominal que existe en todas las barras del sistema es 13.8 KV.

Con estos valores iniciales de estudio procedemos a la simulación del flujo de potencia.

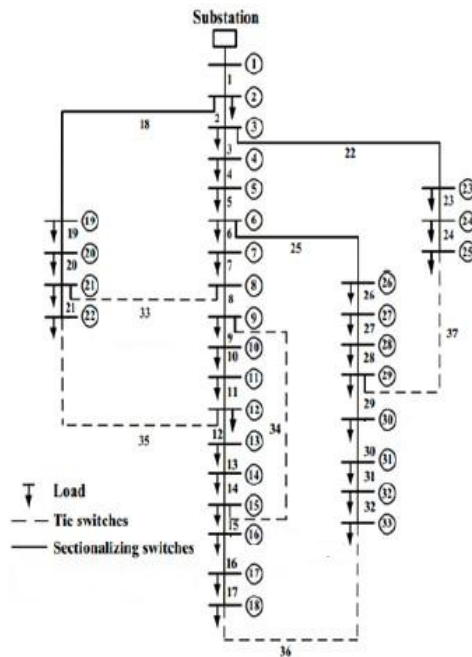


Figura 2. Esquema de 33 barras de la IEEE [27]

La simulación se realiza en el software PowerFactory (DigSilent) para obtener los valores iniciales del sistema, antes de realizar la optimización con la que se implementa la GD y posteriormente la coordinación de protecciones.

Al momento de realizar la simulación de nuestro esquema de 33 barras de la IEEE, tenemos valores de voltaje en cada una de las barras del sistema, con los cuales se analiza nuestro caso de estudio.

En la tabla 5 se describe los valores de voltaje (pu), que tiene nuestro sistema en condiciones iniciales, en cada una de las 33 barras y teniendo una variación que se puede observar de manera significativa a los valores ideales de voltajes pu.

Tabla 5: Voltajes (pu) en las barras del sistema en condiciones iniciales

BARRA	VOLTAJE POWER FACTORY (pu)	BARRA	VOLTAJE POWER FACTORY (pu)
B1	1	B18	0,924
B2	0,998	B19	0,998
B3	0,987	B20	0,994
B4	0,987	B21	0,993
B5	0,98	B22	0,992
B6	0,961	B23	0,983
B7	0,958	B24	0,976
B8	0,953	B25	0,973
B9	0,947	B26	0,959
B10	0,941	B27	0,957
B11	0,94	B28	0,946
B12	0,938	B29	0,938
B13	0,932	B30	0,934
B14	0,93	B31	0,93
B15	0,928	B32	0,929
B16	0,928	B33	0,929
B17	0,925		

En la figura 3 se puede observar el nivel de voltaje pu en cada barra del sistema eléctrico.

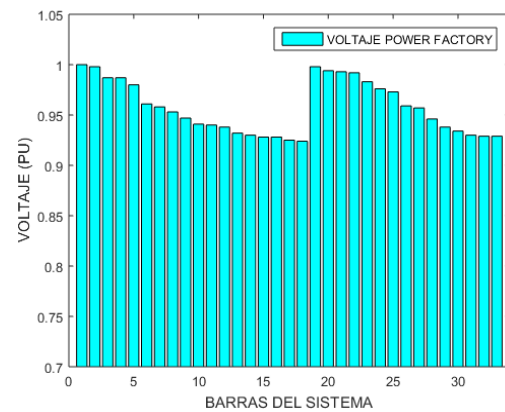


Figura 3. Voltaje en el esquema de la IEEE de 33 barras

En la figura 4 se observa el sistema de 33 barras, donde se representa la generación sin GD como caso inicial, en el cual se visualiza la comparación de la potencia de generación y las cargas del sistema.

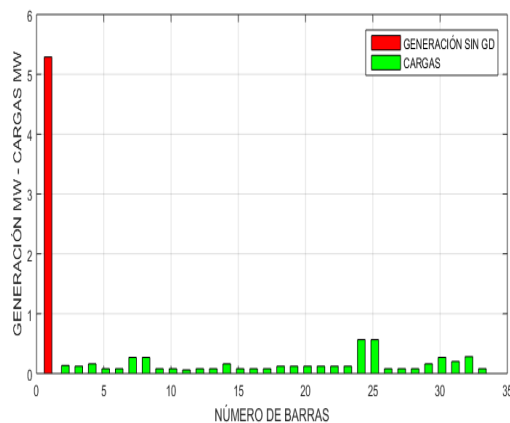


Figura 4. Potencia de generación en el esquema de la IEEE de 33 barras

Como se puede observar el generador abastece a todas las cargas del sistema, donde ante alguna falla se perderá confiabilidad, es por ende que se le puede aplicar GD para aumentar la confiabilidad y reducir las pérdidas.

5.2. Inyección de generación distribuida

En este caso se considera la inclusión de generación distribuida para el presente estudio, que mediante la minimización de pérdidas ejecutado con programación no lineal entera mixta (MINLP) y variables binarias para la ubicación de generación distribuida, con la finalidad de obtener la óptima colocación de generadores en el sistema y mejorar el mismo.

Mediante la optimización se ubica los generadores distribuidos tal como se visualiza en la tabla 6, el programa analiza cada escenario posible para la ubicación óptima.

Tabla 6: Ubicación de GD en el sistema

GENERADORES	POTENCIA (MW)	BARRAS
GD1	1.08	14
GD2	1.15	25
GD3	0.8	30
GD4	0.5	31

En la figura 5 se observa la inclusión de la GD en el sistema para la potencia

activa y reactiva, teniendo reducción de pérdidas activas a lo largo de la red eléctrica de distribución, producto de la disminución de corriente circulante por el sistema.

Con la inclusión de la GD el sistema mejora en confiabilidad, así como también los niveles de potencia activa, potencia reactiva y cargabilidad de las líneas de la red de distribución. Es por tanto, que los valores están dentro del rango establecido y se convierten en una solución para este problema.

En la figura 5 se observa el punto de operación en las barras del sistema cuando los generadores distribuidos inyectan potencia activa y reactiva al sistema de distribución en análisis.

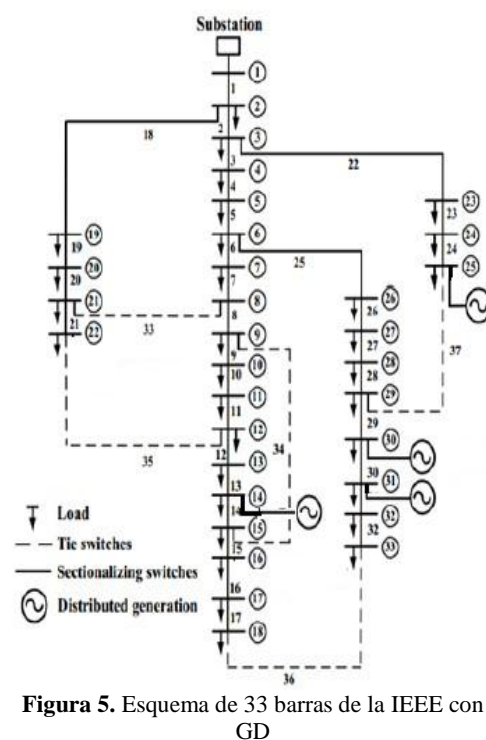


Figura 5. Esquema de 33 barras de la IEEE con GD

De acuerdo con el caso de estudio se analizó los niveles de voltaje en todas las barras del sistema, los mismos que se expresan en la tabla 7 cuando existe la inclusión de generación distribuida en la red. Los valores se representan en por unidad donde se puede observar que hay una considerable mejora del sistema con los nuevos datos, lo cual incrementa los perfiles de voltaje.

Tabla 7: Voltajes (pu) en las barras del sistema con inyección de GD

BARRA	VOLTAJE GAMS (pu)	BARRA	VOLTAJE GAMS (pu)
B1	1	B18	0,982
B2	0,999	B19	0,999
B3	0,998	B20	0,997
B4	0,998	B21	0,996
B5	0,997	B22	0,996
B6	0,997	B23	0,999
B7	0,997	B24	1
B8	1	B25	1
B9	0,998	B26	0,996
B10	0,994	B27	0,996
B11	0,993	B28	0,995
B12	0,991	B29	0,995
B13	0,988	B30	0,995
B14	0,986	B31	0,992
B15	0,985	B32	0,991
B16	0,983	B33	0,991
B17	0,982		

En la figura 6 se observa gráficamente el valor del voltaje en todas las barras del sistema cuando ingresa la GD en la red de distribución.

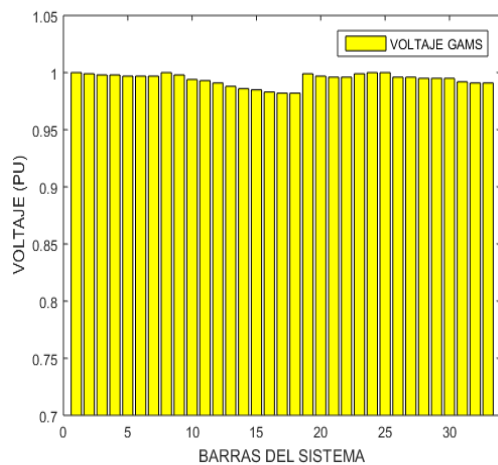


Figura 6. Voltaje en el esquema de la IEEE de 33 barras con GD

Al inyectar GD en nuestro sistema este incrementa en confiabilidad, ya que entran los generadores distribuidos en funcionamiento, que en caso de mayor demanda (horas pico), los mismos que podrían cambiar su punto de operación según el estado de la red.

En la figura 7 se observa la inclusión de la GD en el sistema donde ingresan cuatro generadores, como resultado se tiene un re-direccionamiento del flujo de potencia.

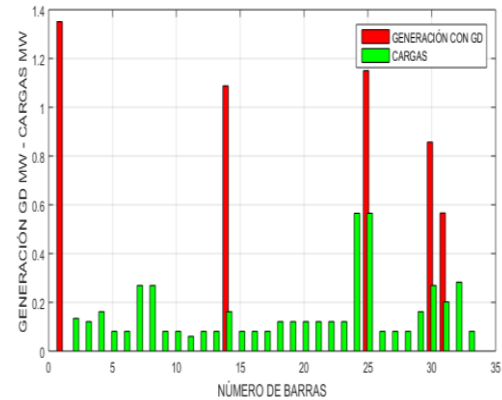


Figura 7. Potencia de generación en el esquema de la IEEE de 33 barras con GD

Como se puede observar las unidades que entran en operación son ubicadas en las barras 14, 25, 30 y 31 en el sistema basado en la optimización de la herramienta computacional.

5.3. Pérdidas en el sistema

La función objetivo del problema de optimización es la minimización de las pérdidas, con la inyección de la GD, las pérdidas del sistema se reducen considerablemente, lo cual mejora los niveles de voltaje del sistema.

En la tabla 8 se observa la disminución considerable de las pérdidas activas al momento de inyectar la GD en el sistema basado en los puntos óptimos.

Tabla 8: Pérdidas activas

PÉRDIDAS ACTIVAS (kW)	
SIN GD	205kW
CON GD	139kW

En la figura 8 muestra gráficamente la minimización de las perdidas activas, teniendo en cuenta la función objetivo de la formulación del problema.

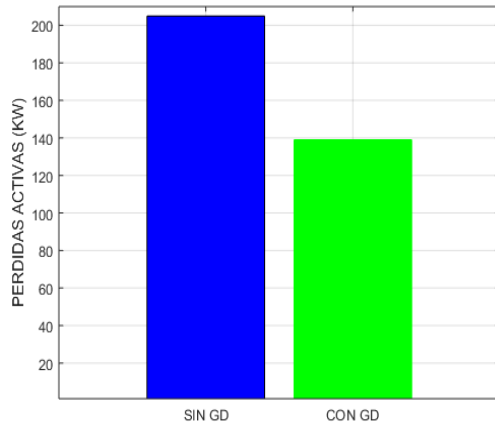


Figura 8. Reducción de pérdidas activas en el sistema

5.4. Coordinación de protecciones

Mediante la simulación realizada en PowerFactory y la ubicación de GD por medio de GAMS en el esquema de la IEEE de 33 barras, se tiene como resultado el re-direccionamiento del flujo de potencia y con lo cual la reconfiguración del sistema eléctrico de protecciones, la localización de la GD se puede observar en la tabla 6.

Para la coordinación de protecciones se consideró aspectos muy importantes como son el análisis del flujo de carga y el análisis de cortocircuito.

Dentro de este caso de estudio para la coordinación óptima de protecciones se seleccionó el ramal de las barras 1, 3 y 23 incluida la GD en la barra 25.

Con la simulación de un cortocircuito en las barras del sistema, se verificó que existe un incremento considerable de las corrientes de cortocircuito en comparación al escenario base, por tal motivo que los valores a considerarse en la óptima coordinación de los relés de sobrecorriente deben mantener los criterios básicos como es selectividad, sensibilidad, coordinación y rapidez.

Para una mejor comprensión de la consideración que está involucrada en este análisis de la coordinación de protecciones, se presenta las curvas de la corriente con respecto al tiempo (TCC), donde se observa la corriente de arranque denominada (Pickup) y el

ajuste de tiempo de operación (Dial de tiempo).

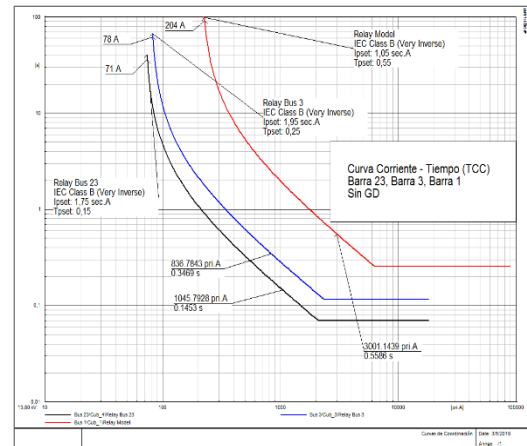


Figura 9. Curvas corriente – tiempo sin GD

En la figura 9 se muestra la curva de corriente con respecto al tiempo sin GD, donde se implementan relés de sobrecorriente, en donde es necesario determinar el valor de corriente el cual es necesario ajustar en cada uno de los relés, mediante la expresión:

$$I_r = I_n * C \quad (20)$$

Donde I_r corriente de arranque e I_n corriente nominal se obtiene de la simulación del flujo de potencia con demanda máxima. A través del criterio utilizado para sistemas de distribución en alimentadores primarios, definimos un valor de C el cual se encuentra entre 1.1 y 1.5 para la obtención de la corriente de pickup. En la tabla 9 se observa la corriente para cada barra del ramal en análisis.

Tabla 9: Cálculo corriente pickup sin GD

	CORRIENTE CON DEMANDA MÁXIMA (A)	CRI TER IO (C)	PICKUP (A*C)
BARRA 1	146	1,4	204
BARRA 3	56	1,4	78
BARRA 23	51	1,4	71

Mediante la inclusión de GD en la barra 25 y con la simulación un cortocircuito se realiza la coordinación de protecciones en cada uno de los relés de sobrecorriente de una manera óptima y secuencial en las barras 23, 3 y 1 para lo cual se realizó el siguiente cálculo. Se utiliza la ecuación (20) para el análisis con GD. En la tabla 10 se observa la corriente para cada barra del ramal en análisis.

Tabla 10: Cálculo corriente pickup con GD

	CORRIENTE CON DEMANDA MÁXIMA (A)	CRI TER IO (C)	PICKUP (A*C)
BARRA 1	113	1,4	158
BARRA 3	19	1,4	27
BARRA 23	17	1,4	24

Para el ajuste del Dial el cual permite tener tiempos de operación entre las curvas, se tomó en cuenta el tipo de curva con la que se realizó la óptima coordinación, para el caso de estudio se ha considerado una curva (IEC) de tipo muy inversa, siendo necesario el cálculo del tiempo de operación (t) expresado por:

$$t = \frac{a * Dial}{(M^n - 1)} \text{ Norma IEC} \quad (21)$$

$$t = \frac{a * Dial}{(M)^n - 1} = \frac{a * Dial}{\left(\frac{I_{cc}}{I_a}\right)^n - 1} \quad (22)$$

En la tabla 11 se indica los elementos descritos para el cálculo (t).

Tabla 11: Elementos descritos para el cálculo del tiempo de operación

Nombre	Descripción
t	Tiempo de operación relé

M	Relación entre la corriente (I_{cc}) y corriente de ajuste (I_a o TAP)
$Dial$	Factor para un tipo de curva, permite diferentes tiempos de operación.
I_{cc}	Corriente de cortocircuito
I_a	Corriente de ajuste o arranque
TAP	Pickup calculado
G	Valor resultante
a	Constante de forma ecuación característica
n	Constante de forma ecuación característica

A continuación dentro de la tabla 12 se describe las constantes necesarias para el cálculo de t de acuerdo a lo que se establece en la norma IEC.

Tabla 12: Constantes norma IEC

Tipo de Curva	a	n
Muy Inversa	13.50	1.00

Para determinar el valor del Dial, se empezó por el relé de la barra 23 el cual está más cercano a la GD, para este relé se dio un tiempo inicial de 0.15 s, luego se calcula para los relés barras 3 y 1 en función de la ecuación (22). En la tabla 13 se representan los valores del Dial.

Tabla 13: Cálculo dial

	Dial (s)	Tipo de Curva (IEC)
Barra 23	0,15	Muy Inversa
Barra 3	0,25	Muy Inversa
Barra 1	0,55	Muy Inversa

Mediante el análisis y con el cálculo realizado se ingresan los valores en el PowerFactory, para simular y verificar el comportamiento de las protecciones este ajuste brinda que operen de una manera secuencial en las barras 23, 3 y 1, con la inclusión de la GD.

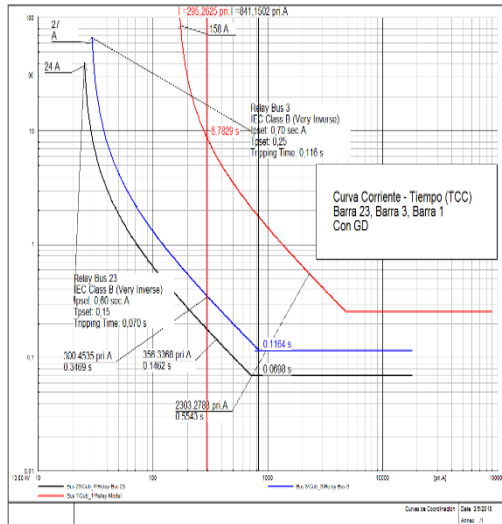


Figura 10. Curvas corriente – tiempo con GD

Con este análisis se pudo verificar que se tiene una óptima coordinación de protecciones, como se muestra en la figura 10, manteniendo selectividad en los elementos de protección, para lo cual se considera un tiempo mínimo entre las curvas de 200ms, en base al tiempo de operación y actuación de los relés sustentando este tipo de margen en coordinación de las protecciones del sistema eléctrico debido al ingreso de fuentes de generación distribuida.

6. Conclusiones

Mediante la inclusión de la generación distribuida en el sistema se reduce las pérdidas de potencia activa y reactiva, y así el sistema consigue mantenerse en condiciones normales de operación. La ubicación de los generadores de distribución mejora considerablemente los perfiles de voltaje y por ende se reducen las pérdidas en el sistema, y el ingreso de la generación distribuida aumenta el grado de confiabilidad del sistema eléctrico ante la salida de otra fuente de generación.

En el momento que se inyecta la generación distribuida debemos tener en cuenta, que hay un límite máximo de generadores que se pueden ingresar al sistema ya que si se excede, el sistema puede funcionar de manera

inadecuada y presentar los problemas relacionados con niveles de voltaje fuera de rango, estabilidad, entre otros. Con una adecuada coordinación de protecciones el sistema de distribución mejora en su funcionamiento ya que protege al mismo ante una falla, y se incrementa la continuidad del servicio para los usuarios, reduciendo de esta manera los costos por la energía no suministrada.

Al momento de implementar fuentes de generación distribuida al sistema de distribución, se tiene una modificación en el mismo. La topología del sistema se observa alterada, lo cual repercute directamente en el sistema eléctrico de protecciones, y por tanto, es tema de estudio la coordinación de los equipos de protecciones durante la operación de un primario con GD.

7. Referencias

- [1] D. P. Kothari, I. J. Nagrath, S. A. Manuel Sarmiento, and V. González y Pozo, *Sistemas eléctricos de potencia*. McGraw-Hill Interamericana, 2008.
- [2] G. Carpinelli, S. Khormali, F. Mottola, and D. Proto, "Demand response and energy storage systems: An industrial application for reducing electricity costs. Part I: Theoretical aspects," in *2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, SPEEDAM 2014*, 2014, pp. 167–172.
- [3] K. Prakash and M. Sydulu, "An effective topological and primitive impedance based distribution load flow method for radial distribution systems," in *3rd International Conference on Deregulation and Restructuring and Power*

- Technologies, DRPT 2008*, 2008, pp. 1044–1049.
- [4] R. Viral and D. K. Khatod, “Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 7, Pergamon, pp. 5146–5165, 01-Sep-2012.
- [5] Ó. F. Tuta and Ri. A. Hincapié, “Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida,” *Sci. Tech.*, vol. 3, no. 49, pp. 14–19, Dec. 2011.
- [6] K. Mahmoud and N. Yorino, “Optimal combination of DG technologies in distribution systems,” in *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, 2016, vol. 2016–Janua, pp. 1–5.
- [7] A. Shrivastava, J. M. Tripathi, R. Krishan, and S. K. Parida, “Optimal Coordination of Overcurrent Relays using Gravitational Search Algorithm with DG Penetration,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, pp. 1–1, 2017.
- [8] G. J. S. Rosseti, E. J. De Oliveira, L. W. De Oliveira, I. C. Silva, and W. Peres, “Optimal allocation of distributed generation with reconfiguration in electric distribution systems,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 103, pp. 178–183, Oct. 2013.
- [9] M. V. Tejeswini and B. C. Sujatha, “Optimal protection coordination of voltage-current time based inverse relay for PV based distribution system,” in *2017 Second International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)*, 2017, pp. 1–7.
- [10] B. Hussain, S. M. Sharkh, S. Hussain, and M. A. Abusara, “An adaptive relaying scheme for fuse saving in distribution networks with distributed generation,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 2, pp. 669–677, Apr. 2013.
- [11] R. Tanaka, S. Sekizaki, I. Nishizaki, and T. Hayashida, “The multi-objective optimization of Distribution System management in deregulated electricity market,” in *2015 IEEE 8th International Workshop on Computational Intelligence and Applications (IWCIA)*, 2015, pp. 155–160.
- [12] C. Vasquez, “Optimal location of distributed generation sources based on the voltage profile of electrical distribution systems,” p. 22, 2016.
- [13] W. D. Curillo, “Ubicación óptima de generación distribuida en el sistema de distribución.pdf.” 2017.
- [14] A. Ahmadi, H. Khademi, H. Mousavi, and A. Hajizadeh, “Optimal Allocation of DG by using Improved Genetic for IEEE 33 Bus Systems,” *Tech. J. Eng. Appl. Sci.* ©2014 TJEAS J., pp. 29–35, 2014.
- [15] A. J. Urdaneta, R. Nadira, and L. G. Pérez Jiménez, “Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in Interconnected Power Systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 3, no. 3, pp. 903–911, Jul. 1988.
- [16] S. Ramirez, “Protección de Sistemas Eléctricos,” p. 664, 2005.
- [17] S. M. Brahma and a. a. Girgis, “Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high

- penetration of distributed generation,” in 2002 *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings* (Cat. No.02CH37309), 2002, vol. 1, no. c, pp. 453–458.
- [18] B. Abdi, M. Abroshan, M. H. Aslinezhad, and A. Alimardani, “Coordination return of protective devices in distribution systems in presence of distributed generation,” in *Energy Procedia*, 2011, vol. 12, pp. 263–270.
- [19] S. K. Injeti and N. Prema Kumar, “A novel approach to identify optimal access point and capacity of multiple DGs in a small, medium and large scale radial distribution systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 45, no. 1, pp. 142–151, Feb. 2013.
- [20] J. Driesen and R. Belmans, “Distributed generation: challenges and possible solutions,” in *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, 2006, p. 8–pp.
- [21] D. A. Balaguera, A. F. Cortes, and M. A. Uruena, “Distributed generation scheme analysis, as an option for Bogota electrical system,” in 2012 *IEEE International Symposium on Alternative Energies and Energy Quality, SIFAE 2012 - Conference Proceedings*, 2012, pp. 1–6.
- [22] L. I. Dulău, M. Abrudean, and D. Bică, “Impact of distributed generation upon Reghin - Lăpușna Medium Voltage line,” in 2014 *International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering, ISFEE 2014*, 2015, pp. 1–5.
- [23] R. Viral and D. K. Khatod, “An analytical approach for sizing and siting of DGs in balanced radial distribution networks for loss minimization,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 67, pp. 191–201, May 2015.
- [24] A. Bayat, A. Bagheri, and R. Noroozian, “Optimal siting and sizing of distributed generation accompanied by reconfiguration of distribution networks for maximum loss reduction by using a new UVDA-based heuristic method,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 77, pp. 360–371, May 2016.
- [25] J. Grainger and W. J. Stevenson, *Analisis de Sistemas de Potencia*. McGraw-Hill, 1996.
- [26] Schweitzer Engineering Laboratories., H. J. Altuve Ferrer, and E. O. Schweitzer, *Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia*. Schweitzer Engineering Laboratories, 2014.
- [27] A. Wazir and N. Arbab, “Analysis and Optimization of IEEE 33 Bus Radial Distributed System Using Optimization Algorithm,” *JETAEE J. Emerg. Trends Appl. Eng.*, vol. 1, no. 2, pp. 2518–4059, 2016.

8. Estado del arte

ÓPTIMA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN ALIMENTADORES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MAXIMIZAR LA CONFIABILIDAD MEDIANTE MINLP																													
ITEM	DATOS			TEMÁTICA						FORMULACIÓN DEL PROBLEMA					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN	GENERACION DISTRIBUIDA	CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA	PERDIDAS EN EL SISTEMA	RELES DE DISTRIBUCION	SISTEMAS DE DISTRIBUCION	OPTIMIZACION	MINIMIZACION DE PERDIDAS	MINIMIZACION DE FALLAS	UBICACIÓN DE GD	MAXIMIZACION DE CONFIABILIDAD	POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	FLUJOS DE POTENCIA	NIVELES DE VOLTAJE	LOCALIZACION DE GD EN EL SISTEMA	UBICACIÓN ÓPTIMA DE PROTECCIONES	COORDINACION DE PROTECCIONES	OPERACIÓN ÓPTIMA DE GD	FLUJOS DE POTENCIA	ALGORITMO DE OPTIMIZACIOB	UBICACIÓN ÓPTIMA DE GD	COORDINACION DE PROTECCIONES	CONFIABILIDAD	REDUCCION DE PERDIDAS	MINLP	
1	2008	Sistemas eléctricos de potencia	12	✖	□	✖	□	✖	✖	□	✖	□	□	✖	✖	✖	✖	□	□	✖	□	✖	□	□	□	✖	✖	□	□
2	2014	Demand response and energy storage systems: An industrial application for reducing electricity costs. Part I: Theoretical aspects	2	✖	□	✖	✖	□	□	✖	✖	□	□	✖	✖	□	✖	□	✖	✖	□	□	□	□	□	✖	□	✖	□
3	2008	An effective topological and primitive impedance based distribution load flow method for radial distribution systems	5	□	✖	□	✖	□	□	□	✖	✖	□	✖	□	□	✖	□	✖	□	□	✖	✖	□	□	□	□	✖	□
4	2013	Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review	115	□	✖	✖	□	□	✖	✖	✖	□	✖	✖	□	□	□	□	✖	✖	□	✖	□	✖	□	✖	✖	□	□
5	2011	Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida	2	✖	✖	□	✖	✖	□	□	✖	✖	✖	□	✖	✖	□	✖	□	✖	✖	□	✖	□	□	✖	□	✖	✖
6	2016	Optimal combination of DG technologies in distribution systems	0	□	✖	□	□	✖	✖	✖	✖	□	✖	✖	✖	□	✖	✖	□	□	✖	□	□	✖	□	□	□	✖	□
7	2017	Optimal Coordination of Overcurrent Relays using Gravitational Search Algorithm with DG Penetration	0	✖	✖	□	□	□	✖	□	✖	□	□	✖	□	✖	✖	✖	□	□	✖	✖	□	✖	□	□	□	✖	□
8	2013	Optimal allocation of distributed generation with reconfiguration in electric distribution systems	32	□	✖	□	✖	□	✖	✖	✖	□	✖	□	✖	□	□	□	✖	✖	□	✖	□	✖	□	□	✖	□	□
9	2017	Optimal protection coordination of voltage-current time based inverse relay for PV based distribution system	0	✖	□	✖	✖	□	□	□	✖	□	✖	□	□	□	✖	□	✖	✖	□	□	□	✖	□	✖	□	✖	□

ÓPTIMA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN ALIMENTADORES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MAXIMIZAR LA CONFIABILIDAD MEDIANTE MINLP

	DATOS			TEMÁTICA						FORMULACIÓN DEL PROBLEMA					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN	GENERACION DISTRIBUIDA	CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA	PERDIDAS EN EL SISTEMA	RELES DE DISTRIBUCION	SISTEMAS DE DISTRIBUCION	OPTIMIZACION	MINIMIZACION DE PERDIDAS	MINIMIZACION DE FALLAS	UBICACIÓN DE GD	MAXIMIZACION DE CONFIABILIDAD	POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	FLUJOS DE POTENCIA	NIVELES DE VOLTAJE	LOCALIZACION DE GD EN EL SISTEMA	UBICACION OPTIMA DE PROTECCIONES	COORDINACION DE PROTECCIONES	OPERACIÓN ÓPTIMA DE GD	FLUJOS DE POTENCIA	ALGORITMO DE OPTIMIZACIOB	UBICACIÓN OPTIMA DE GD	COORDINACION DE PROTECCIONES	CONFIABILIDAD	REDUCCION DE PERDIDAS	MINLP	
10	2013	An adaptive relaying scheme for fuse saving in distribution networks with distributed generation	23	✖	□	□	□	✖	✖	□	✖	✖	✖	□	□	□	✖	□	✖	✖	□	✖	□	□	□	✖	□	✖	✖
11	2015	The multi-objective optimization of Distribution System management in deregulated electricity market	0	□	□	□	✖	□	□	✖	✖	□	□	□	□	□	□	□	✖	✖	□	□	□	□	□	✖	□	✖	□
12	2016	Optimal location of distributed generation sources based on the voltage profile of electrical distribution systems	0	□	✖	□	□	□	□	□	□	✖	✖	□	✖	□	□	✖	✖	✖	✖	□	□	□	✖	□	□	✖	✖
13	2017	Ubicación óptima de generación distribuida en el sistema de distribución	0	□	✖	□	✖	□	□	□	□	□	✖	□	✖	✖	□	✖	□	□	✖	□	✖	□	✖	□	✖	✖	✖
14	2014	Optimal Allocation of DG by using Improved Genetic for IEEE 33 Bus Systems	0	□	✖	□	✖	□	□	✖	□	□	✖	□	□	✖	✖	✖	□	□	✖	□	✖	□	✖	□	□	✖	□
15	1988	Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in Interconnected Power Systems	188	✖	□	✖	□	□	□	✖	□	□	□	✖	□	□	✖	□	✖	✖	□	✖	□	✖	□	□	✖	□	□
16	2005	Protección de Sistemas Eléctricos	1	✖	□	□	□	□	✖	□	□	✖	□	✖	□	□	✖	□	✖	✖	□	✖	□	□	□	□	✖	□	✖
17	2002	Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation	70	✖	✖	□	□	✖	□	□	✖	□	□	✖	□	□	✖	□	✖	✖	□	□	□	✖	□	✖	✖	□	□
18	2011	Coordination return of protective devices in distribution systems in presence of distributed generation	4	✖	✖	□	□	✖	✖	□	✖	□	✖	✖	✖	□	□	✖	✖	✖	✖	□	□	□	✖	✖	□	□	□
19	2013	A novel approach to identify optimal access point and capacity of multiple DGs in a small, medium and large scale radial distribution systems	84	□	✖	□	✖	□	□	✖	□	✖	✖	□	□	✖	□	✖	□	✖	□	✖	□	□	✖	□	□	✖	□
20	2006	Distributed generation: challenges and possible solutions	88	□	□	□	□	✖	✖	□	✖	□	□	✖	□	□	✖	□	□	□	□	□	□	✖	□	□	✖	□	□
21	2012	Distributed generation scheme analysis, as an option for Bogota electrical system	1	□	✖	✖	□	□	□	□	□	□	✖	□	□	□	□	✖	□	□	✖	□	□	□	✖	□	✖	□	□

ÓPTIMA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN ALIMENTADORES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MAXIMIZAR LA CONFIABILIDAD MEDIANTE MINLP

	DATOS			TEMÁTICA						FORMULACIÓN DEL PROBLEMA					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN	GENERACION DISTRIBUIDA	CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA	PERDIDAS EN EL SISTEMA	RELES DE DISTRIBUCION	SISTEMAS DE DISTRIBUCION	OPTIMIZACION	MINIMIZACION DE PERDIDAS	MINIMIZACION DE FALLAS	UBICACIÓN DE GD	MAXIMIZACION DE CONFIABILIDAD	POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	FLUJOS DE POTENCIA	NIVELES DE VOLTAJE	LOCALIZACION DE GD EN EL SISTEMA	UBICACIÓN ÓPTIMA DE PROTECCIONES	COORDINACION DE PROTECCIONES	OPERACIÓN ÓPTIMA DE GD	FLUJOS DE POTENCIA	ALGORITMO DE OPTIMIZACION	UBICACIÓN ÓPTIMA DE GD	COORDINACION DE PROTECCIONES	CONFIABILIDAD	REDUCCION DE PERDIDAS	MINLP
22	2014	Impact of distributed generation upon Reghin - Lăpușna Medium Voltage line	0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
23	2015	An analytical approach for sizing and siting of DGs in balanced radial distribution networks for loss minimization	44	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
24	2016	Optimal siting and sizing of distributed generation accompanied by reconfiguration of distribution networks for maximum loss reduction by using a new UVDA-based heuristic method	15	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
25	1996	Analisis de Sistemas de Potencia.	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
26	2014	Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
27	2016	Analysis and Optimization of IEEE 33 Bus Radial Distributed System Using Optimization Algorithm	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
CANTIDAD:			13	16	8	11	10	12	10	17	7	15	13	10	8	16	12	14	14	13	9	16	13	12	10	15		

Figura 11. Resumen e Indicadores del Estado del Arte.

